

13 Пат. UA 77783 Україна, МПК G01N 21/00, G01N 21/35. Спосіб визначення якісних параметрів бензинів та дизельних палив при проведенні їх мобільного експрес-контролю / Школьник Л.С., Петришин І.С., Крижанівський Є.І., Карпаш О.М. (Україна). Опубл. 15.01.2007; Бюл.№1.

14 ГОСТ 5542-87. Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия

15 ГОСТ 23781 – 87. Газы горючие природные. Хроматографический метод определения компонентного состава.

16 ГОСТ 27193-86 Газы горючие природные. Метод определения теплоты сгорания водным калориметром.

17 ГОСТ 22667-82. Газы горючие природные. Расчетный метод определения теплоты сгорания, относительной плотности и числа Воббе.

18 Importing Gas Into The UK – Gas Quality Issues. A report to Department of Trade and Industry, Ofgem and the Health and Safety Executive. November, 2003.

19 Individual service contract forecast. 2006/S 82-085988. Taxis – harmonization of gas technical standards and practices in eastern Europe and Caucasus. (<http://ted.europa.eu>).

УДК 697.34

## **МЕТОДИКА ОЦІНКИ ТЕПЛОВИХ ВТРАТ ПІДЗЕМНИХ ТЕПЛОВИХ МЕРЕЖ**

<sup>1</sup> І.Р.Ващишак, <sup>2</sup> С.П.Ващишак, <sup>2</sup> В.Д.Миндюк, <sup>2</sup> С.А.Чеховський

<sup>1</sup> Науково-виробнича фірма “Зонд”, 76000, м. Івано-Франківськ, вул. Микитинецька, 5 а

<sup>2</sup> ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15  
[public@nung.edu.ua](mailto:public@nung.edu.ua)

*В результате значительных тепловых потерь, возникающих в подземных тепловых сетях резко возрастает энергопотребление системы отопления и финансовые расходы на ее содержание и дополнительное приобретение энергоресурсов. Ремонт и замена поврежденных участков трубопроводов тепловых сетей происходит очень медленно из-за значительных материальных расходов и длительного времени на поиск мест повреждения.*

*В данной статье рассмотрены существующие методы и приборы для определения тепловых потерь и поиска мест повреждения подземных тепловых сетей. Предложена структура устройства, с помощью которого можно осуществить оценку тепловых потерь и быстро находить места их возникновения, а также проводить идентификацию поврежденных трубопроводов. Рассмотрена модель распространения теплового потока от трубопроводов и разработана методика оценки тепловых потерь.*

В даний час житлово-комунальний сектор України знаходиться у процесі реформування. Одним з основних аспектів реформування житлово-комунального господарства є зниження витрат на виробництво, передачу та споживання енергоресурсів. Значну частину фінансових витрат регіональних адміністрацій займають витрати на енергоресурси, що використовуються для опалення житлового фонду.

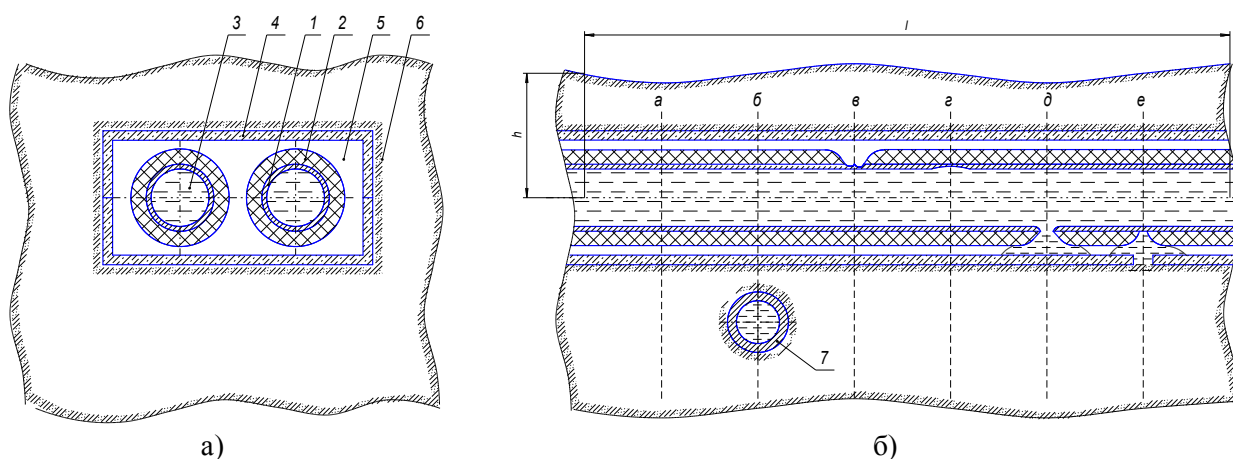
Опалення населених пунктів здійснюється, в основному, двотрубними тепловими мережами, в яких одним трубопроводом до споживача подається гарячий, а другим повертається холодний теплоносій. Теплові мережі прокладаються в підземних каналах (85%), безканалним способом (5%) і наземно (10%). Підвищені

*As a result of considerable thermal losses from underground thermal networks energy consumption of the system of heating and financial charges on its maintenance and additional acquisition of power resources grows sharply. Repair and replacement of the damaged areas of pipelines of thermal networks takes place very slowly through considerable material charges and long time on the search of damage sites.*

*Existent methods and devices are considered in the given article for the exposure of thermal losses and search of sites of damage of underground thermal networks. The structure of device by means which it is possible to carry out evaluation of thermal losses and quickly find the places of their origin and conduct authentication of damages of pipelines is offered. The model of distribution of thermal stream is considered from pipelines and the evaluation method of thermal losses is developed.*

теплові втрати теплових мереж пояснюються не тільки низькими теплоізоляційними властивостями трубопроводів з мінераловатною ізоляцією, але й значним фізичним зношенням тепломагістралей. Переважна більшість підземних теплових мереж має понаднормові терміни експлуатації, близько 40% з яких знаходяться у зношеному стані. Внаслідок обмеженості фінансування фактична заміна трубопроводів теплових мереж на рік не перевищує 4% від їх довжини.

Найчастіше причиною пошкодження трубопроводів підземних теплових мереж (до 80%) є їх зовнішня корозія, що виникає внаслідок контакту металу труб з водою через періодичне або постійне затоплення каналів ґрунтовими чи



а) – поперечний переріз двотрубною підземною тепловою мережі без пошкоджень;

б) – поздовжній переріз одного трубопроводу теплової мережі з різними видами пошкоджень.

**Рисунок 1 – Структура двотрубною підземною тепловою мережі з різними видами пошкоджень**

поверхневими водами. Затоплення каналів виникає через відсутність дренажів, вентиляції, рухомих опор недостатньої висоти та міцності, застосування низькоефективних антикорозійних покриттів і теплоізоляційних матеріалів з високим поглинанням вологи, низьку якість герметизації каналів. Величина теплових втрат підземних теплових мереж внаслідок наявності зволоженої теплової ізоляції через періодичне або постійне затоплення каналів зростає в декілька разів.

Зовнішня корозія трубопроводів може наступити також внаслідок дії блукаючих струмів, що створюються потужними промисловими джерелами постійного струму.

Пошкодження трубопроводів теплових мереж може наступити також від дії внутрішньої корозії, яка виникає тому, що внаслідок довготривалої експлуатації та низької якості води відбувається абразивне зношування матеріалу стінок трубопроводу, з'являються втомні тріщини, відбувається інтенсивне старіння матеріалу труб, що призводить до їх окрихчення.

Порушення режиму подачі тепла та незадовільний тепловий захист як трубопроводних мереж так і будинків призводять до погіршення комфортних умов проживання людей та їх здоров'я, підвищення втрат енергоресурсів.

У даній ситуації держава несе великі збитки, витрачаючи значні кошти на додаткове придбання енергоносіїв, утримання та ремонт неякісних і ненадійних теплових мереж, теплові втрати яких від 20 до 50% виробленого тепла зимою та від 30 до 70% влітку і які набагато перевищують норми в розвинутих країнах.

Впровадження енергозберігаючих технологій сумісно з контролем енергоефективності систем теплопостачання можуть суттєво знизити рівень теплових втрат. Отже, енергозберігаючі технології, що застосовуються в сучасному житлово-комунальному господарстві, повинні обов'язково містити систему контролю за фактичним рівнем теплових втрат на стадії виробництва, транспортування і споживання тепла.

Оскільки підземні трубопроводи є основним вузлом системи опалення, то розглянемо їх роботу на прикладі двотрубною тепловою мережі. Структура двотрубною підземною тепловою мережі зображена на рис. 1. Мережа складається з двох трубопроводів 1 (прямого і зворотного), розміщених в теплоізоляції 2, якими циркулює теплоносія 3. Трубопроводи знаходяться у бетонному каналі 4, що має повітряний прошарок 5. Бетонний канал розміщено в ґрунті 6. Буквами а, б, в, г, д, е на рис. 1 зображено 6 класичних випадків, що виникають у процесі експлуатації підземною тепловою мережі.

Коли підземні трубопроводи тепловою мережі функціонують нормально (рис. 1, а), тобто коли немає пошкоджень ізоляції та тіла труби, рівень теплових втрат не перевищує заданий технологічним регламентом. Ступінь корекції температури між прямою і зворотною лініями з теплоносієм, у цьому випадку, залежить тільки від температури навколишнього середовища, яке безпосередньо впливає на температуру в приміщеннях споживача.

Збій у роботі підземною трубопроводною тепловою мережі може наступити внаслідок аварії (рис. 1, д). Це, як правило, руйнування частини трубопроводу з виходом теплоносія у бетонний канал. При цьому різко знижуються температура і тиск теплоносія у зворотній лінії і тиск у прямій, а лічильники тепла фіксують значне зростання теплових втрат. Персонал котельні, у таких випадках, повинен припинити подачу теплоносія, локалізувати місце аварії і швидко її ліквідувати. Для локалізації місця аварії використовуються карти прокладання теплових мереж і розміщення теплових камер, в які сходяться трубопроводи та в яких збирається вода і пара. Теплові камери в зоні міст розміщуються одна від одної здебільшого на відстані 20–100 м.

Для виявлення місця пошкодження трубопроводу тепловою мережі, яке знаходиться між двома тепловими камерами, застосовуються прилади, що працюють за первинними ознаками, наприклад, кореляційні течешукачі (Кор-

шун, Пеленг – 1, Абигар, Кондор АТК – 5), що працюють за шумом струменя води, який виривається з місця пошкодження трубопроводу. Але для підготовки до роботи кореляційних течешукачів потрібен тривалий час, вони мають значну похибку у визначенні місця пошкодження, особливо в зоні міст та великих промислових центрів із значним рівнем шуму, і ще не набули широкого розповсюдження через високу вартість.

Місце пошкодження підземних трубопроводів через порушення гідроізоляційного захисного шару можна виявити приладами типів “АНПІ”, “ПККІ – 200”, “С-scan”. Однак, ці прилади здатні нормально працювати тільки з тепловими мережами, прокладеними безканальним способом, ізоляція трубопроводів яких безпосередньо контактує з ґрунтом.

Також місця витоків теплоносія можна виявити за зміною теплових полів, вимірюючи температуру поверхні ґрунту над трубопроводами. Для цього застосовуються контактні прилади “ПТ-13Д”, “Пітон”, “НІ-200Т”, та прилади безконтактної дії типів “Діептест”, “Кельвін-200 ЛЦ”, “Thermopoint TRT2-4, TRT20-50, TRT80”. Однак тільки за температурними аномаліями іноді важко судити про місце пошкодження, оскільки теплоносієм може розтікатись на значній відстані, нерівномірно прогріваючи ґрунт над собою.

Для підвищення достовірності пошуку місць втрат тепла з підземних теплових мереж можна використати комплексні підходи [1], застосовуючи для цього вимірювання за допомогою кількох груп різноманітних приладів та відповідним чином аналізуючи отримані дані. Але такий підхід вимагає значного часу і великих груп людей для проведення досліджень.

У багатьох випадках локалізація місця пошкодження підземної теплової мережі здійснюється візуально за вторинними ознаками (вихід на поверхню ґрунту води та пари, танення снігу). Однак, як показує досвід, є випадки, коли гаряча вода з трубопроводу розтікається по бетонному коридору на значну відстань і вторинні ознаки можуть спостерігатись або на значній довжині, або в місцях, де немає аварії (наприклад, там де є зниження бетонного коридору може збиратись значна кількість води і вихід води чи пари на поверхню буде набагато більшим, ніж у місці пошкодження). Крім того, внаслідок бурхливого будівництва, що здійснюється останнім часом, поряд з існуючою підземною тепловою мережею може знаходитись інша мережа і не обов'язково тепла (рис. 1, б). Все це ускладнює процес пошуку місця пошкодження трубопроводу і на ліквідацію аварії витрачається значний час.

Коли ж видимого збою в роботі підземних трубопроводів теплових мереж не спостерігається (рис. 1, в, г, е), то внаслідок наведених вище негативних явищ може відбутися поступове погіршення їх роботи. При цьому тиски у вхідній та зворотній лініях залишаються стабільними, а знижується температура у зворотній лінії, ступінь кореляції якої з температурою

навколишнього середовища знижується, що свідчить про появу додаткових теплових втрат. Локалізація місця пошкодження трубопроводної мережі, в такому випадку, буде складнішою. Це пов'язано з тим, що пошкодження ізоляції трубопроводу (рис. 1, в), зовнішня (рис. 1, в) та внутрішня (рис. 1, г) корозія його стінок, втрата щільності бетонних коридорів (рис. 1, е), як правило, не супроводжуються вторинними ознаками та акустичним шумом. У цих випадках здійснюються планові ремонти трубопроводів із заміною пошкоджених ділянок. Але погіршення роботи підземних трубопроводів теплових мереж, внаслідок понаднормового терміну їх експлуатації, може проходити поступово і на кількох ділянках одночасно, що не дає змоги оперативно втрутитись у ситуацію.

Одним з перспективних методів контролю стану трубопроводів є тепловий неруйнівний контроль (ТНК) [2]. Порівняно з іншими методами ТНК має ряд переваг, до яких відносяться дистанційність, безпека, висока продуктивність. Трубопровід, що пролягає у ґрунті, при транспортуванні по ньому речовини з температурою, відмінною від температури ґрунту, є джерелом тепла і створює на поверхні ґрунту температурну аномалію, яка реєструється спеціальними приладами (тепловізорами, пірометрами). Багато пошкоджень трубопроводів (витоки, засмічення, порушення теплоізоляції) також є додатковими джерелами тепла, що створюють певні температурні перепади. У [2] була розроблена теплофізична модель трубопроводу, що відображає процеси, які в ньому відбуваються. Однак, через певні прийняті спрощення похибки у визначенні характеристик трубопроводу в окремих випадках сягали понад 20%. Також у [2] зазначено, що за певних умов ділянки трубопроводу з різними параметрами (і, можливо, з наявністю пошкоджень) на поверхні ґрунту дадуть схожі температурні розподіли, тобто пошкодження не буде виявлене, буде виявлене помилково чи невірною ідентифікацією. Можна також припустити, що найчастіше причиною помилок є наявність локальних чи розподілених неоднорідностей ґрунту. Тобто локальна або протяжна зміна властивостей ґрунту і його поверхні може викликати температурний перепад, що буде ідентифіковано як наявність дефекту. Також вплив на результати вимірювання температури мають різні кольори ґрунту, кожен з яких за однакових умов зовнішнього середовища по різному випромінює тепло.

Для подолання цих труднощів запропоновано кілька шляхів: по-перше проводити паралельно відеозйомку контрольованої ділянки земної поверхні (це дає змогу виявити неоднорідність поверхні ґрунту, що стала причиною аномалії); по-друге використовувати комбінацію різних методів контролю для вивчення природи виявленої аномалії; по-третє використовувати не тільки максимальний перепад температури на поверхні ґрунту, але і форму температурної аномалії, її розвиток з часом та інші параметри вимірюваного температурного розподілу. Все це вказує на значну складність про-

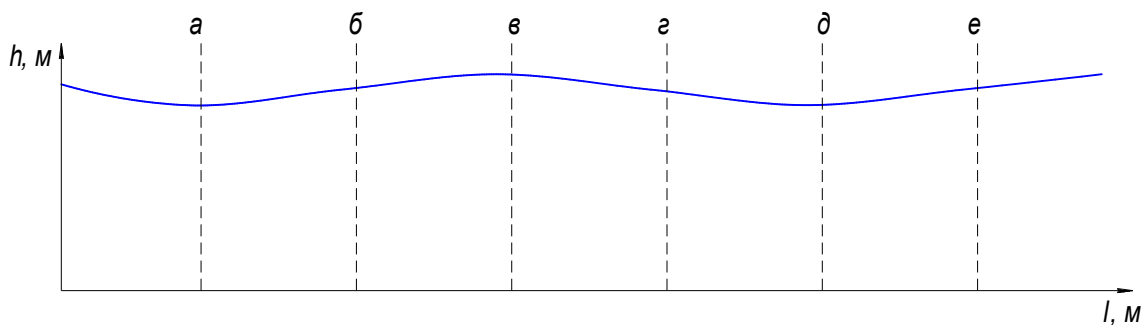


Рисунок 2 – Графік розрахованої глибини залягання трубопроводів мережі

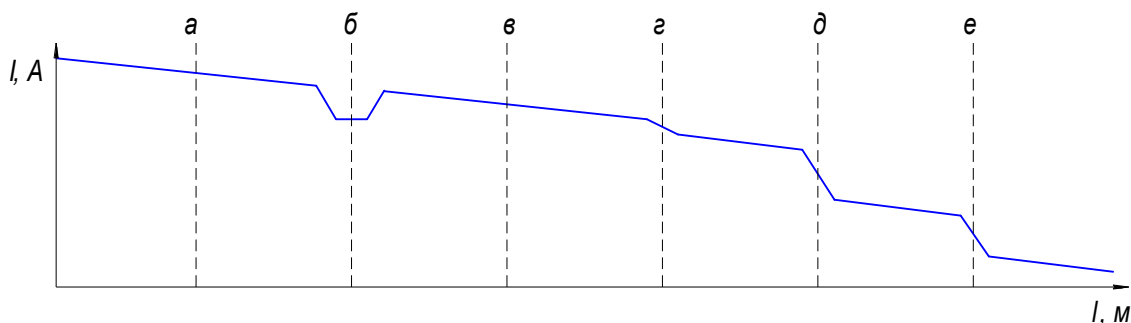


Рисунок 3 – Графік розтікання струму в стінках трубопроводів

ведення теплового контролю та неоднозначність отриманих результатів. До того ж вартість тепловізорів та пірометрів, у даний час, є ще доволі високою.

На нашу думку, для знаходження місця теплових втрат підземних теплових мереж та ідентифікації виду їх пошкодження не достатньо проведення тільки теплового контролю, оскільки кожен із зображених на рис. 1 випадків характеризується кількома первинними ознаками (фізичними характеристиками). Так, визначення траси залягання трубопроводів доцільно проводити не тепловим, а електромагнітним методом контролю. Для цього можна застосувати пристрій дистанційного контролю стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів [3]. При вимірюваннях електромагнітним методом похибка визначення траси та глибини залягання трубопроводу суттєво зменшується, оскільки наведені в [3] залежності однозначно пов'язують геометричні параметри трубопроводу з вимірними електричними величинами (напругою на вимірювальних котушках і струмом у трубопроводі), а вплив на них зовнішніх кліматичних умов та неоднорідностей ґрунту практично відсутній.

При фіксованій відстані між вимірювальними котушками, за методикою, наведеною в [3], можна визначити глибину  $h$  залягання одного або двох трубопроводів (рис. 2), на точність визначення якої різні випадки пошкоджень (рис. 1) не впливають.

Відповідно з  $h$  розраховується струм  $I$  у трубопроводі, який створюється в ньому сигнал-генератором (рис. 3). З рис. 3 бачимо, що при розтіканні під теплопровідною мережею, наприклад безканального водопроводу (рис. 1, б), частина струму буде відтікати на нього, ство-

рюючи на графіку розтікання струму суттєвий перепад [4]. Однак пошкодження ізоляції трубопроводу (рис. 1, в), яка не контактує з водою і ґрунтом, на струм розтікання не вплине. Незначним чином струм розтікання буде змінений внаслідок внутрішньої корозії трубопроводу при суттєвому зменшенні товщини його стінки (рис. 1, г). Коли ж відбудеться витікання теплоносія з трубопроводу (рис. 1, д) або втратиться щільність каналу і ґрунтові води матимуть контакт з тілом труби (рис. 1, е) струм у трубопроводах суттєво зменшиться внаслідок замикання його на ґрунт.

Місця пошкодження трубопроводів підземної теплової мережі можна визначити і за акустичним шумом, який вони створюють. Для цього доцільно застосувати геомікрофон, який фіксуватиме акустичні відгуки трубопроводів по всій їх довжині. Графік акустичного відгуку трубопроводів теплової мережі за різних видів пошкоджень зображено на рис. 4. Приведення його до глибини залягання  $h$  здійснюється аналогічно залежності (10), наведеної в [3], з тією тільки різницею, що приведений до глибини рівень акустичного сигналу від точки до точки (за умови повної справності теплової мережі) змінюється лінійно (рис. 1, а). Якщо по трубопроводу, розміщеному під тепловою мережею (рис. 1, б) подається якась речовина (рідина, газ), то вона може створювати певний акустичний шум, який фіксуватиметься геомікрофоном. Однак, коли налаштувати фільтр сигналу тільки на частоти, що випромінює досліджувана мережа, то цей акустичний шум не фіксуватиметься.

У випадку пошкодження ізоляції трубопроводу (рис. 1, в), рівень акустичного відгуку теплової мережі суттєво зростає, що і фіксується

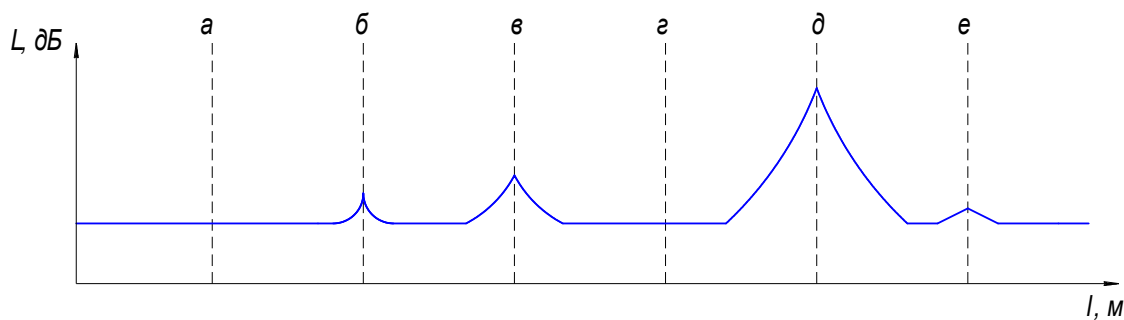


Рисунок 4 – Графік приведенного до глибини акустичного відгуку трубопроводів теплової мережі за різних видів пошкоджень

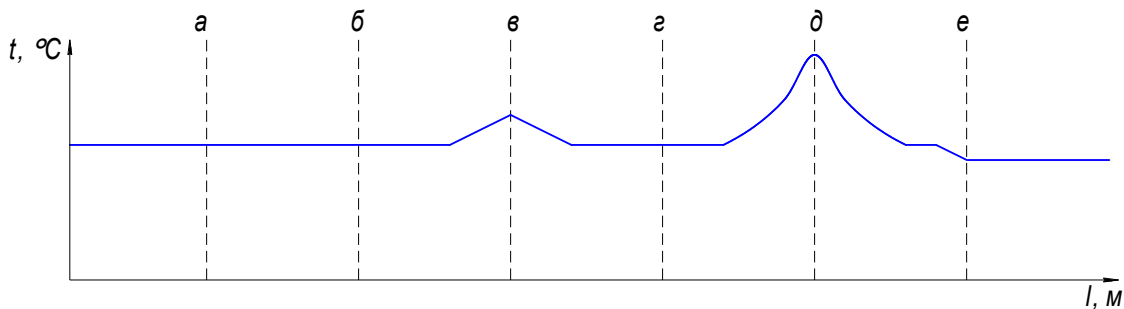


Рисунок 5 – Графік приведенного до глибини розподілу температури на поверхні ґрунту над підземною тепловою мережею

ся геомікрофоном (рис. 4). При пошкодженні тіла труби (рис. 1, д) з неї під тиском виливається теплоносіє, створюючи у каналі інтенсивний акустичний шум.

Інформацію про стан підземної теплової мережі можна здійснити за аналізом її теплового поля, температура якого вимірюється на поверхні ґрунту над трубопроводами.

Для усунення впливу руху повітря навколишнього середовища та випромінювання ґрунтів і предметів різного кольору, вимірювання температури доцільно проводити безпосередньо на поверхні ґрунту контактним методом. При цьому отримується графік розподілу температури на поверхні ґрунту над підземною тепловою мережею, яка залежно від наведених на рис. 1 випадків пошкоджень розподіляється так, як зображено на рис. 5. З рис. 5 бачимо, що температурні аномалії виникають при пошкодженнях ізоляції трубопроводу (рис. 1, в), пошкодженні тіла труби з виходом теплоносія в канал (рис. 1, д) та контакті трубопроводу з ґрунтовими водами (рис. 1, е).

Щоб швидко знайти місця понаднормових теплових втрат підземних теплових мереж та ідентифікувати те чи інше пошкодження, необхідно розробити структуру вимірювального пристрою та методику оцінки цих втрат. Для цього доцільно використати пристрій дистанційного контролю стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів, описаний в [3], який необхідно доповнити додатковими вимірювальними каналами. Структурна схема пристрою для вимірювання теплових втрат підземних теплових мереж зображена на рис. 6. Додаткові вимірювальні канали застосовуються для вимірювання температури вздовж осі трубопроводів

(канал 5) та поперек їх осей (канал 6), рівня акустичного відгуку (канал 7) та вологості (канал 8). Канали 5 та 6 складаються з термочувливих датчиків 31, 34, підсилювачів постійного струму 32, 35, блоків приведення амплітуди 33, 36. Канал 7 складається з геомікрофона 37, підсилювача змінного сигналу 38, перелаштовуваного смугового фільтра 39 та випростовувача 40. Канал 8 складається з вимірювача вологості 41, перетворювача сигналу 42 та блока приведення амплітуди 43.

Крім того, у схему пристрою (рис. 6) введено два мультиплексори 44 та 30, які дають змогу здійснювати по чергові опит існуючих та нових вимірювальних каналів. Керує мультиплексорами, приймає та обробляє дані мікропроцесорний контролер 29, який також здійснює індикацію отриманих результатів.

При неруйнівному методі контролю основним параметром, який характеризує теплові втрати підземних трубопроводів, є температура над ними, виміряна на поверхні ґрунту. Розглянемо чинники, завдяки яким вона утворюється. Для цього представимо підземні трубопроводи теплової мережі як точкові джерела тепла (рис. 7), вважаючи, що рух повітря у каналі здійснюється завдяки конвекції. Трубопровід, по якому подається теплоносіє до споживача з температурою  $T_1$ , позначимо точкою А, а зворотній трубопровід з відпрацьованим теплоносієм, що має температуру  $T_2$ , точкою В. Відстань між центрами трубопроводів позначимо S.

При подачі від сигнал-генератора струму в трубопроводи, канали вимірювання струму  $I$  та глибини  $h$  вимірювального приладу визначають ці параметри з мінімальним відхиленням у точці С (рис. 7), яка утворює з точками А та В



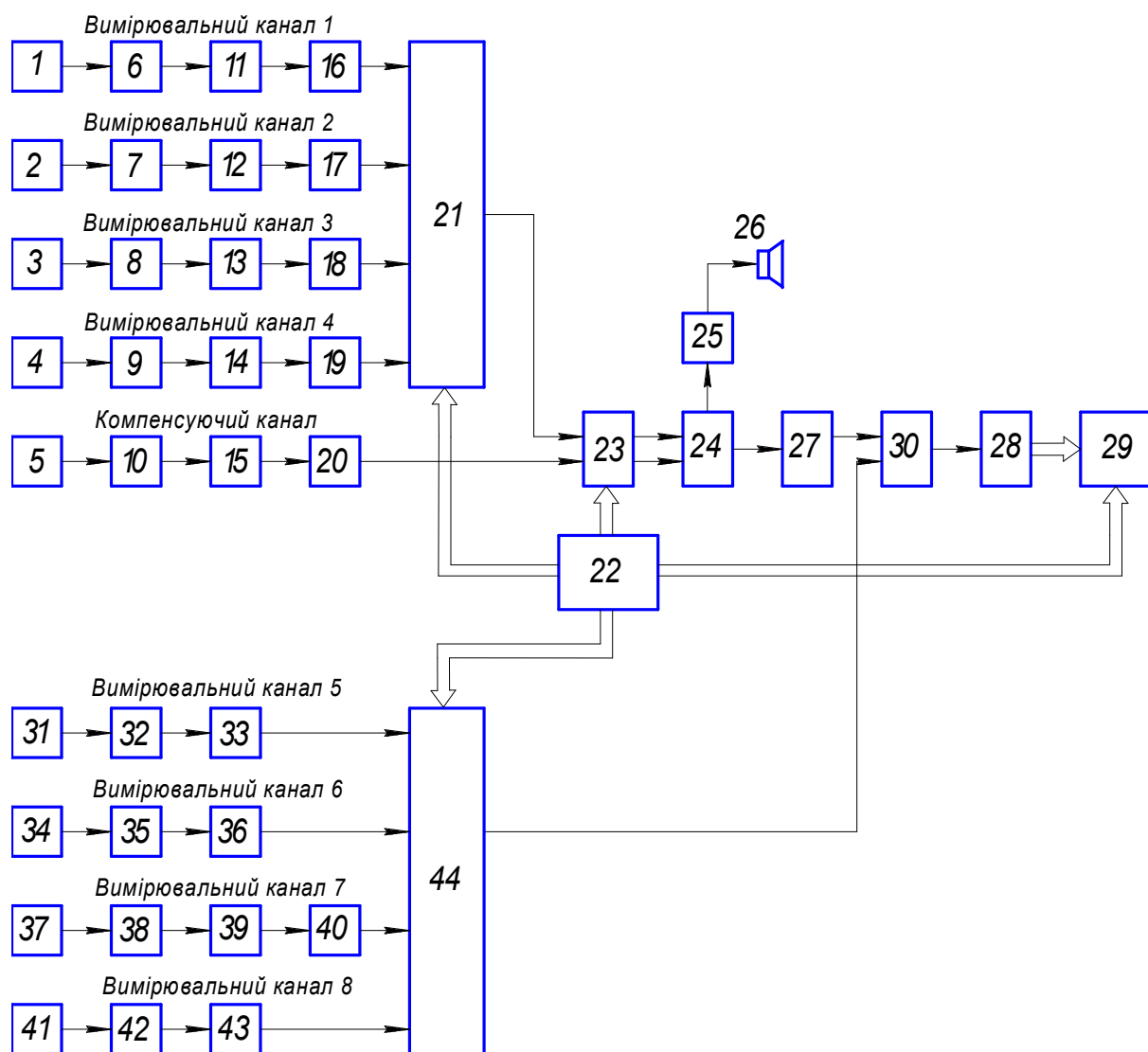


Рисунок 6 - Структурна схема пристрою для вимірювання теплових втрат підземних теплових мереж

рівнобедрений трикутник. При цьому на поверхні ґрунту вимірюється температура  $T_c$  матиме якесь певне значення, яке, однак, не буде найвищим значенням температури. Це пояснюється тим, що тепловий потік від більш нагрітого джерела  $A$  буде інтенсивнішим за потік від джерела  $B$ , яке має меншу температуру. Отже, більшим буде і вплив джерела  $A$  на формування температурного поля на поверхні ґрунту. У зв'язку з цим відбудеться зсув найвищої температури на поверхні ґрунту над трубопроводами в бік джерела  $A$  на деяку віддачу  $\Delta S$ . У цій точці значення температури  $T_z$  буде максимальним. Точка  $D$  з максимальною температурою та джерела тепла утворюють рівносторонній трикутник  $ADB$  (рис. 7).

На формування максимального значення температури  $T_z$  мають вплив, крім джерел тепла  $A$  та  $B$ , теплопровідності повітряного прошарку в каналі  $C_n$ , бетону  $C_6$  та ґрунту  $C_r$ . Їх товщини, відповідно  $h1$ ,  $h2$  та  $h3$ , формують глибину залягання теплової мережі  $h$ . Крім того, температурне поле формується впливом зовнішніх клі-

матичних умов (температурою навколишнього середовища, швидкістю руху повітря, наявністю снігу, льоду і т. ін.). У зв'язку з цим, температура  $T_z$  на поверхні ґрунту буде пропорційною тепловому потоку і визначатиметься з виразу

$$T_z = \frac{T_1 - T_2 \cdot k_{np.}}{h1 \cdot C_n + h2 \cdot C_6 + h3 \cdot C_r \cdot k_{н.с.}}, \quad (1)$$

де:  $k_{np.}$  – коефіцієнт приведення, що враховує вплив температури більш нагрітого трубопроводу на менш нагрітий ( $k_{np.} > 1$ );

$k_{н.с.}$  – коефіцієнт, що враховує вплив зовнішніх кліматичних умов.

Розрахунок втрат тепла зводиться до вирішення геометричної задачі (рис. 7), з якої відомими є  $h1$ ,  $h2$ ,  $S$ ,  $C_n$ ,  $C_6$ ,  $T_3$ ,  $T_c$ . За виміряним перепадом температур на поверхні ґрунту  $T_z$  та  $T_c$  можна визначити віддачу  $\Delta S$ , яка формує коефіцієнт  $k_{np.}$  у виразі (1). Величина  $h3$  розрахо-

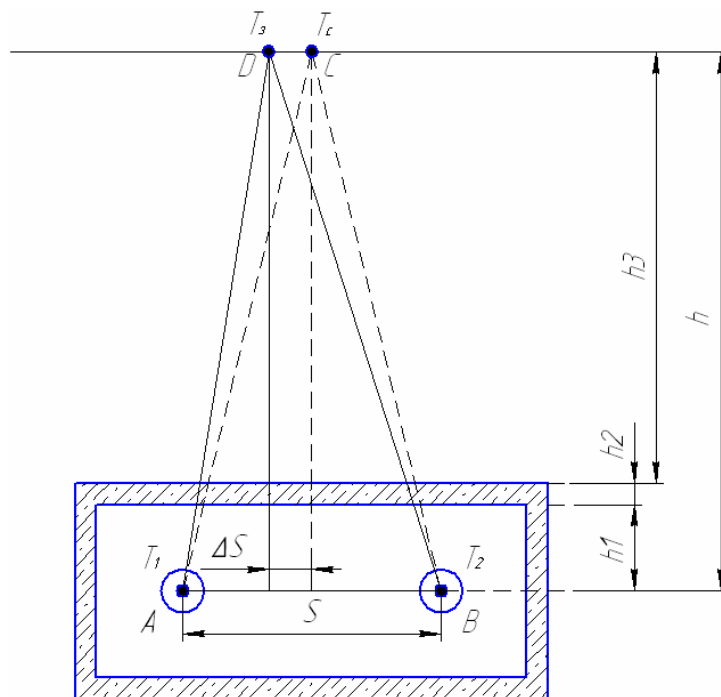


Рисунок 7 – Модель формування теплового поля двохтрубної підземної мережі

ується з глибини залягання  $h$ . Коефіцієнт  $k_{н.с.}$  виразу (1) може бути розрахований шляхом введення інформації про зовнішні кліматичні умови з метеостанції. Теплопровідність ґрунту  $C_r$  задається безпосередньо з урахуванням типу ґрунту і пори року, наприклад за даними, наведеними в [5].

З виразу (1) розраховується температура  $T_1$ , при цьому значення  $T_2$  задаються таблично з урахуванням температури теплоносія, вимірної в місці приходу трубопроводу на котельні, або ТЕЦ. Розраховане значення  $T_1$  постійно порівнюється з градієнтами падіння цієї температури по довжині трубопроводу, які відповідають нормованим тепловим втратам. При перевищенні отриманих значень  $T_1$  допустимого градієнта падіння температури по довжині трубопроводу, розраховується відсоток понаднормових теплових втрат на ділянці між точками заміру  $T_3$  та  $T_c$ .

Методика оцінки втрат тепла підземними тепловими мережами полягає у наступному. Спочатку, за показами теплового лічильника на котельні чи ТЕЦ визначається ділянка теплової мережі, де існують понаднормові втрати тепла. Потім, за показами будинкового лічильника тепла, або лічильника, приєднаного у місці вводу трубопроводу теплової мережі в будинок, визначається об'єкт, де безпосередньо присутні теплові втрати. Якщо об'єктом теплових втрат є будинок, то його доцільно досліджувати методами, наведеними в [1]. Якщо ж об'єктом втрат тепла є підземні трубопроводи теплової мережі, то їх дослідження здійснюється за допомогою вимірювального пристрою, структурна схема якого зображена на рис. 6.

Від стаціонарного або малогабаритного цифрового метеокomплексу інформація про зо-

внішні кліматичні умови вводиться у пам'ять мікроконтролера 29 вимірювального пристрою для корекції даних у виразі (1).

Вісь трубопроводів теплової мережі, глибина залягання  $h$  та температури  $T_3$  та  $T_c$  вимірюються і розраховуються пристроєм постійно по всій довжині ділянки контролю. Крок, з яким проводяться вимірювання вздовж осі трубопроводів, лежить в межах 3–5 м. Отримані дані постійно записуються в пам'ять мікроконтролера. При цьому на ділянці з постійною глибиною залягання трубопроводів  $h$ , де відсутні пошкодження теплової мережі, теплопровідності  $C_n$ ,  $C_b$ ,  $C_r$  не змінюються і вплив зовнішніх кліматичних умов однаковий, теплові втрати будуть відсутні, тобто:

$$T_{31} - T_{32} \rightarrow 0, \quad (2)$$

де:  $T_{31}$  – температура в попередній точці вимірювання;

$T_{32}$  – температура в наступній точці вимірювання.

Якщо умова (2) не виконується, то це свідчить про наявність теплових втрат у мережі. Для визначення причин появи втрат вмикаються канали вимірювання струму в трубопроводах та акустичного шуму теплоносія, з показів яких мікроконтролер пристрою будує графіки (рис. 3, 4). Коли ці параметри суттєво не змінюються, то вмикається канал вимірювання вологості ґрунту, значення якої вказує на зміну його теплопровідності, після цього здійснюється корекція даних у виразі (1).

Для кожної пори року складається таблиця відповідності теплових втрат отриманим значенням температури  $T_1$ , з якої видно відсоток втрат у тому чи іншому випадку пошкодження теплової мережі.

Регулярний аналіз теплового режиму підземних теплових мереж та будинків дасть змогу ефективно планувати роботи на ремонт і утримання житлового фонду, що призведе до забезпечення більш комфортних умов проживання людей та одночасного зниження енергоспоживання і суттєвої економії енергоресурсів.

### Література

1 Безпрозванный А.А., Владимирский А.А., Владимирский И.А., Ненюк А.Т. Повышение достоверности поиска утечек трубопроводов тепловых сетей // Энергетика и электрификация. – 2000. – № 2. – С. 29-32.

2 Кухарев М.І. Безконтактні теплові методи виявлення трубопроводів та дефектів в них: Автореф. дис. на здобуття вченого ступеня канд. техн. наук. – Харків, 2002. – 18 с.

3 Пат. 54031 Україна, МПК 6 G 01 R 31/12. Пристрій дистанційного контролю стану ізоляційного покриття підземних трубопроводів / Кісіль І.С., Ващишак С.П., Яворський А.В. – Опубл. 17.02.2003, Бюл. № 2.

4 Яворський А.В. Методика проведення контролю стану ізоляційного покриття підземних нафтогазопроводів за допомогою системи БКСІТ // Методи та прилади контролю якості. – 2001. – № 6. – С. 25-28.

5 Деточенко А.В., Михеев А.Л., Волков М.М. Спутник газовика: Справочник. – М.: Недра, 1978. – 311 с.

УДК 622.691

## МЕТОД ВИЯВЛЕННЯ ВИТОКІВ З ТРУБОПРОВОДУ ПРИ ОДНОСТОРОННЬОМУ ДОСТУПІ ДО СЕРЕДОВИЩА ТРАНСПОРТУВАННЯ

Л.М. Заміховський, Л.О. Штаєр

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 48000, [ktsu@nung.edu.ua](mailto:ktsu@nung.edu.ua)

*Рассматривается проблема обнаружения утечек из трубопровода. Предложен метод обнаружения утечек, основанный на теории распространения волн в трубопроводах. В рамках метода использована цифровая обработка сигналов с целью повышения достоверности информации о наличии неоднородности.*

*The problem of pipeline leakage indication is considered. The method of leak indication based on the theory of waves distribution process in the pipeline is offered. The digital signal processing method is used with the purpose to increase the authenticity information about the presence of heterogeneities.*

Підвищення надійності трубопровідного транспорту безпосередньо пов'язане із розробкою методів і засобів діагностування його стану. Негерметичність стінок труб, які задіяні у виробничому процесі нафтогазових підприємств, призводить до втрати продуктів транспортування, екологічного забруднення, економічних збитків. Величина аварійних втрат залежить від місця і розміру аварії, а також швидкості її виявлення й усунення.

Існуючі методи і засоби виявлення витоків розглянуто в [1]. Основними з них є: метод візуального контролю стану трубопроводу; метод аналізу складу навколишнього середовища; метод, пов'язаний з пуском по трубопроводу зондів; електромагнітні методи контролю; методи, які базуються на реєстрації і аналізі звукових коливань; дистанційні методи (методи пониження тиску, порівняння витрат, лінійного балансу); метод ударних хвиль Н.Е.Жуковського; методи гідравлічних випробувань. Загальним недоліком для більшості з них є неможливість виявити втрати продукту при нестационарному режимі транспортування або виділення корисного сигналу на фоні зовнішніх шумів.

В роботі [2] описується система, призначена для сигналізації факту здійснення несанкціонованої врізки і визначення її приблизного розміщення, яка базується на вимірюванні і аналізі акустичних збурень в металі трубопроводу, які виникають при здійсненні врізки. В результаті механічного впливу акустичні збурення розповсюджуються по трубопроводу як по хвилеводу зі швидкістю розповсюдження звуку в металі. Інформацією для виявлення врізок є покази первинних перетворювачів, які кріпляться безпосередньо на трубу. Координата місця врізки визначається за різницею приходу в часі сигналу від двох найближчих контрольних пунктів до місця врізки з урахуванням довжини ділянки трубопроводу між ними.

У [3] пропонується метод, в основі якого лежать фізичні процеси, що мають місце при утворенні тріщин. У процесі витоків через тріщину здійснюється винесення деякої маси і кількості руху, згідно з законом збереження, відбувається зміна маси і кількості руху рідини, яка залишилась всередині трубопроводу. Ці зміни призводять до того, що вниз і вверх по потоку розповсюджуються хвилі розрідження,